

Osinergmin

TRABAJANDO POR UNA ENERGÍA Y MINERÍA SEGURAS Y SOSTENIBLES

PRINCIPALES INDICADORES DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL



C.H. CERRO DEL ÁGUILA (Presa)



C.T. CHILCA I (Calderas)

PRIMER TRIMESTRE

2026

Osinergmin

INTRODUCCIÓN

El presente boletín muestra los principales indicadores de la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), basado en la información registrada por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), correspondiente al primer trimestre del 2026.

Si no se indican unidades en las gráficas, los valores de potencia se indican en MW y los valores de energía en GWh, de igual forma los caudales en m³/s y volúmenes en millones de m³.

La estadística del cumplimiento de mantenimiento se realizó en el marco del “Procedimiento para la Supervisión del cumplimiento de los Programas de Mantenimiento aprobados por el COES SINAC” N° 221-2011-OS/CD, que corresponde al mantenimiento mayor en generación.

Los costos marginales han sido evaluados en soles por megavatio hora (S//MWh), a partir de los registros del sistema SCADA cada 15 minutos. Estos valores están referidos a la Barra Santa Rosa 220 kV.

Por su parte, los costos operativos reflejan el costo de operación ejecutada del SEIN durante el primer trimestre del 2026 en millones de soles.

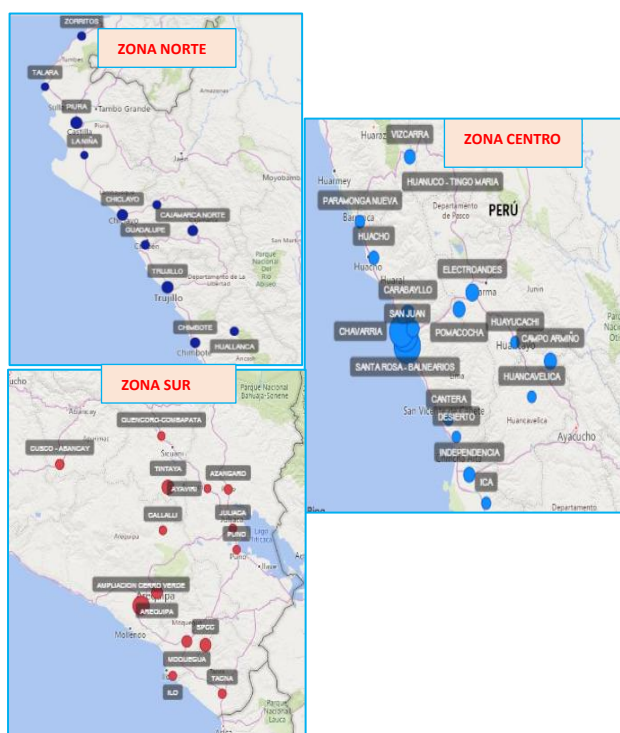
2 DEMANDA

La demanda en las barras de transferencia no equivale a la demanda de todo el SEIN, ya que se considera solo las barras principales y el consumo en estas barras representa alrededor del 90% de todo el SEIN. En ese sentido, se puede considerar esta demanda como representativa para todo el SEIN.

2.1 BARRAS DE TRASFERENCIA DEL SEIN

El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC) muestra 11 barras de transferencia en la zona norte, 21 barras de transferencia en la zona centro y 14 barras de transferencia en la zona sur del país. Según la disposición del gráfico siguiente:

Gráfico 1. Mapa de zonas operativas



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

2.2 DEMANDA DE ENERGÍA EN BARRAS DE TRANSFERENCIA

El consumo de energía de algunas de las barras de transferencia en el primer trimestre del 2026 aumento respecto al primer trimestre del 2025 como se aprecia en la Tabla 1. En la zona sur, las barras Callalli y Quencoro-Combapata registraron las mayores variaciones con 47,98% y 9,01% respectivamente, en la zona centro las barras Paramonga Nueva y Ica registraron las mayores variaciones con 10,99% y 7,65%, finalmente en la zona norte las barras La Niña y Carhuaquero registraron las mayores variaciones con 45,91% y 32,00%.

La barra Electroandes de la zona centro fue la que registró el mayor aumento de su demanda con 18,92 GWh, en la zona sur la

barra Callalli en un 20,85 GWh y en la zona norte la barra Guadalupe aumentó en 15,97 GWh.

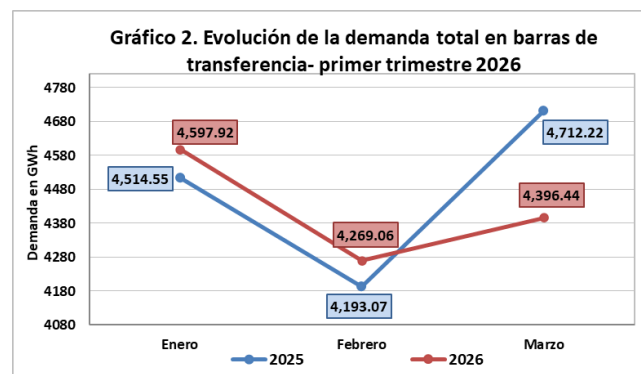
Tabla 1. Demanda en barras de transferencia-primer trimestre

BARRAS DE TRANSFERENCIA	DEMANDA (GWh) 2025	DEMANDA (GWh) 2026	VARIACIÓN
ÁREA CENTRO	8,444.63	8,222.88	-2.63%
SAN JUAN	1,451.23	1,388.23	-4.34%
CHAVARRIA	1,269.25	1,228.98	-3.17%
SANTA ROSA - BALNEARIOS	1,444.29	1,350.39	-6.50%
ELECTROANDES	475.75	494.66	3.98%
INDEPENDENCIA	393.23	347.33	-11.67%
CAJAMARQUILLA	365.05	370.37	1.46%
VIZCARRA	267.33	237.48	-11.17%
ZAPALLAL	200.68	211.14	5.21%
HUANUCO - TINGO MARIA	132.58	123.83	-6.60%
PARAMONGA NUEVA	104.86	116.39	10.99%
POMACOCCHA	368.98	385.54	4.49%
MARCONA	317.41	326.43	2.84%
PUCALLPA - AGUAYTIA	105.40	107.48	1.97%
CAMPO ARMIÑO	357.89	371.11	3.69%
HUAYUCACHI	89.55	90.64	1.21%
DESIERTO	69.71	63.29	-9.21%
ICA	123.60	133.05	7.65%
HUACHO	184.65	186.54	1.02%
HUANCVELICA	85.60	91.72	7.15%
CANTERA	51.99	55.25	6.26%
CARABAYLLO	585.60	543.03	-7.27%
ÁREA NORTE	1,963.72	1,981.90	0.93%
TRUJILLO	424.04	417.64	-1.51%
PIURA	351.35	338.92	-3.54%
CAJAMARCA NORTE	219.45	210.66	-4.00%
CHIMBOTE	221.53	233.79	5.54%
CHICLAYO	304.63	296.71	-2.60%
GUADALUPE	139.38	155.35	11.46%
HUALLANCA	126.96	118.89	-6.35%
ZORRITOS	80.75	89.34	10.64%
CARHUAQUERO	47.04	62.09	32.00%
TALARA	21.63	19.14	-11.50%
LA NIÑA	26.98	39.36	45.91%
ÁREA SUR	3,011.49	3,058.63	1.57%
SPCC	337.29	338.42	0.33%
AMPLIACION CERRO VERDE	923.00	897.25	-2.79%
AREQUIPA	403.41	392.65	-2.67%
TINTAYA	460.63	473.03	2.69%
CUSCO - ABANCAY	182.04	194.46	6.82%
CALLALLI	43.46	64.31	47.98%
TACNA	99.95	108.90	8.96%
JULIACA	57.17	62.30	8.98%
AZANGARO	142.31	149.54	5.08%
PUNO	28.20	29.44	4.40%
QUENCORO-COMBAPATA	40.59	44.25	9.01%
ILO	72.72	77.83	7.03%
MOQUEGUA	215.32	220.95	2.61%
AYAVIRI	5.40	5.29	-1.97%
TOTAL	13,419.84	13,263.41	-1.17%

(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

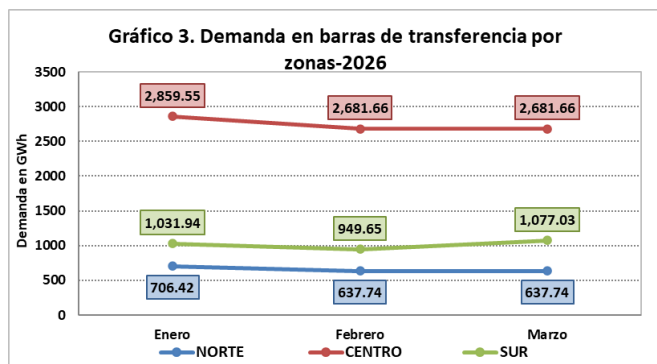
2.3 DEMANDA DE ENERGÍA POR ZONAS

La siguiente gráfica muestra la evolución de la demanda en barras de transferencia total del primer trimestre 2026 respecto del primer trimestre 2025. Se observa que, en los meses de enero, febrero y marzo la variación de la demanda fue de +1,85%, +1,81% y -6,70% respectivamente. Siendo el mayor incremento en enero con +83,37 GWh más que en enero 2025.



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

Asimismo, el comportamiento de la demanda en las barras de transferencia por zona del primer trimestre:



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la siguiente tabla, se muestra una comparación de la demanda acumulada por zonas, de enero hasta marzo del año 2026 respecto al 2025.

Tabla 2. Demanda Mensual por zonas

MES	DEMANDA (GWh)-2025			DEMANDA (GWh)-2026		
	NORTE	CENTRO	SUR	NORTE	CENTRO	SUR
Enero	645.68	2,842.54	1,026.33	706.42	2,859.55	1,031.94
Febrero	624.29	2,641.85	926.93	637.74	2,681.66	949.65
Marzo	693.75	2,960.24	1,058.23	637.74	2,681.66	1,077.03
Total	1,963.72	8,444.63	3,011.49	1,981.90	8,222.88	3,058.63

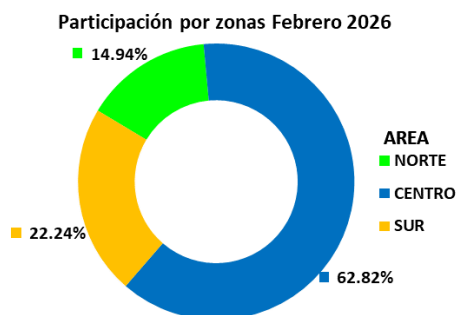
(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

La demanda por zonas en el primer trimestre del año 2026 respecto al mismo periodo del año 2025 presentó la siguiente variación: En la zona centro fue de -2,63% (-221,75 GWh), en la zona sur de +1,57 % (+47,14 GWh) y en la zona norte de +0,93% (+18,19 GWh).

2.4 PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA EN BARRAS DE TRANSFERENCIA POR ZONAS

En el periodo correspondiente al primer trimestre 2026, la demanda de energía más baja se presentó en el mes de febrero. La participación de la zona centro con 62,82%, en la zona sur con 22,24% y en la zona norte con un 14,94%.

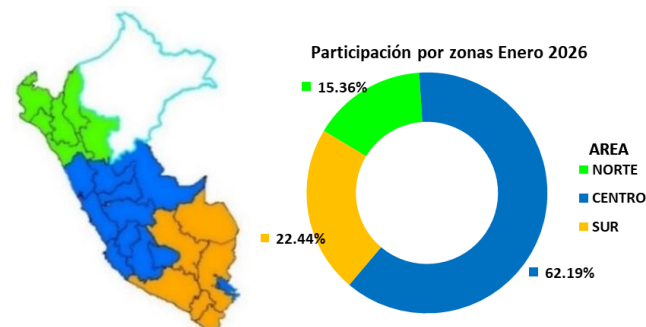
Gráfico 4. Participación por zonas febrero 2026



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

En enero 2026, se observó la mayor demanda del trimestre. La participación en la demanda de la zona centro fue 62,19%, en la zona sur 22,44%, en la zona norte 15,36%.

Gráfico 5. Participación por zonas primer trimestre 2026



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

2.5 DEMANDA DE ENERGÍA POR REGIONES

La estimación de la demanda por regiones es un aproximado obtenido de la información de los registros de demanda de las barras de transferencia. Es preciso mencionar que en las regiones que son atendidas por una misma barra de transferencia, se hizo la repartición del consumo a cada región en proporción a su población. Por ejemplo, la barra Azángaro atiende en parte a las regiones Puno y Madre de Dios, respectivamente.

En la Tabla 3 se puede apreciar que las regiones con mayor aumento de demanda con respecto al mismo periodo de 2025 fueron Tumbes, Tacna y Apurímac con 10,64%, 8,96% y 6,82% respectivamente. Las regiones que menos crecieron fueron Ancash (-11,17%), Huánuco (-6,60%), Callao (-4,18%) y Lima (-4,18%).

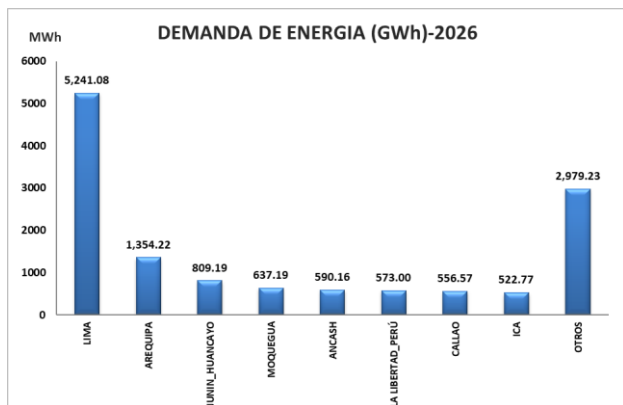
Tabla 3. Demanda por regiones acumulado-primer trimestre 2026

REGIÓN	DEMANDA (GWh)-2025	DEMANDA (GWh)-2026	VARIACIÓN
CENTRO	8,444.63	8,222.88	-2.63%
ANCASH	267.33	237.48	-11.17%
AYACUCHO	286.72	299.22	4.36%
HUANCAYELICA	156.78	163.61	4.36%
HUANUCO	132.58	123.83	-6.60%
ICA	510.72	522.77	2.36%
PASCO	155.56	161.64	3.91%
JUNIN_HUANCAJO	778.71	809.19	3.91%
CALLAO	580.88	556.57	-4.18%
LIMA	5,469.96	5,241.08	-4.18%
UCAYALI	105.40	107.48	1.97%
NORTE	1,963.72	1,981.90	0.93%
ANCASH	348.48	352.68	1.20%
SAN MARTIN	101.88	104.27	2.35%
CAJAMARCA	164.61	168.48	2.35%
LA LIBERTAD_PERÚ	563.42	573.00	1.70%
LAMBAYEQUE	304.63	296.71	-2.60%
PIURA	399.96	397.42	-0.63%
TUMBES	80.75	89.34	10.64%
SUR	3,011.49	3,058.63	1.57%
APURIMAC	182.04	194.46	6.82%
AREQUIPA	1,369.87	1,354.22	-1.14%
CUSCO	501.22	517.27	3.20%
MOQUEGUA	625.34	637.19	1.90%
MADRE DE DIOS	28.72	30.38	5.79%
PUNO	204.36	216.20	5.79%
TACNA	99.95	108.90	8.96%
TOTAL	13,419.84	13,263.41	-1.17%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la Gráfica 6 se muestra el consumo de energía acumulado de enero a febrero del 2026 de cada región. La región con menor demanda de energía en el trimestre es la región de Madre de Dios con 30,38 GWh y la región con mayor demanda es Lima con 5 241,08 GWh, seguida de Arequipa, Junín-Huancayo y Moquegua con 1 354,22 GWh, 809,19 GWh y 637,19 GWh respectivamente.

Gráfico 6. Demanda de energía por región-primer trimestre 2026

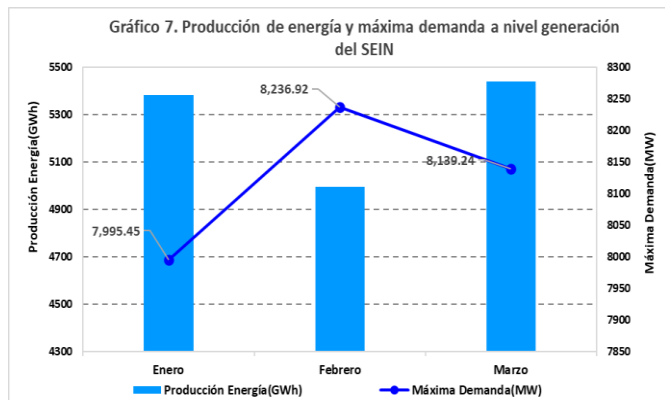


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

2.6 EVOLUCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL SEIN

La máxima demanda en el primer trimestre 2026 tuvo el comportamiento que se muestra en el Gráfico 7. Donde la máxima demanda coincidente fue en febrero con 8 236,92 MW y mínima en enero con 7 995,45 MW.

Gráfico 7. Producción de energía y máxima demanda a nivel generación del SEIN



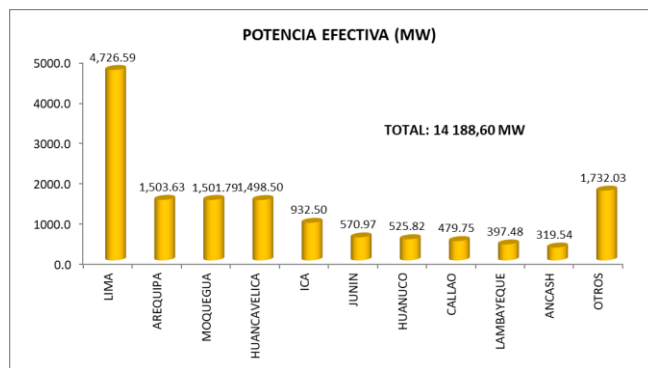
(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3 OFERTA DE ENERGÍA

3.1 POTENCIA EFECTIVA POR REGIONES

La potencia efectiva total del SEIN a final del primer trimestre 2026 es de 14 188,60 MW. Las regiones con mayor potencia son Lima con 4 726,59 MW que representa el 33,31%, Arequipa con 1 503,63 MW (10,60%) y Moquegua con 1 501,79 MW (10,58%) como se aprecia en el Gráfico 8.

Gráfico 8. Potencia efectiva por regiones – marzo 2026

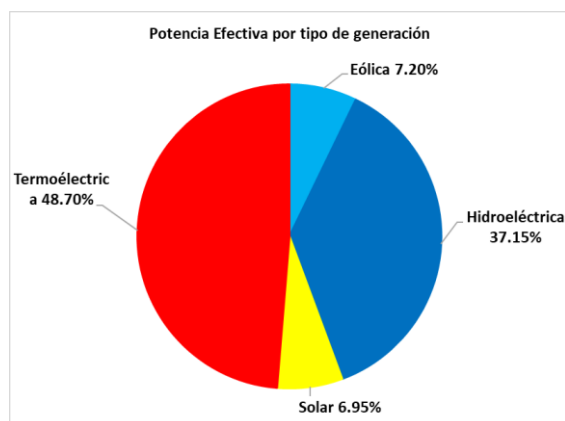


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3.2 POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE GENERACIÓN

La participación en la potencia efectiva por tipo de generación al término del primer trimestre 2026 se distribuyó de la siguiente manera: La matriz termoeléctrica 6 909,14 MW, hidroeléctrica 5271,74 MW, eólica 1 021,3 MW y solar 986,42 MW. En el Gráfico 9 se muestra la participación porcentual.

Gráfico 9. Potencia efectiva por tipo de generación-marzo 2026

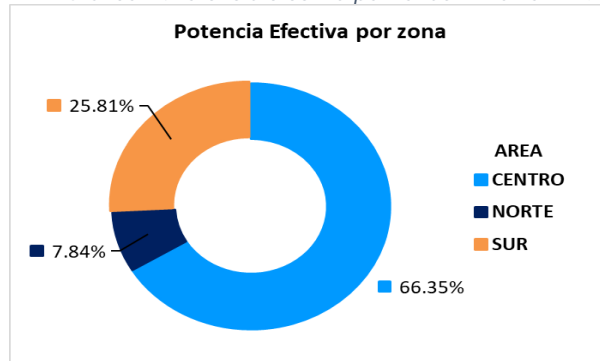


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3.3 POTENCIA EFECTIVA POR ZONA

En el Gráfico 10 se aprecia que en la zona centro se concentra la mayor potencia efectiva, esto es porque en la zona centro se encuentran las centrales térmicas de Chilca, complejo Mantaro, entre otras. Las cuales son las centrales más representativas.

Gráfico 10. Potencia efectiva por zonas – marzo 2026



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

4 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDROLÓGICO AL PRIMER TRIMESTRE DEL 2026

4.1 OBJETIVO

Evaluar la situación hidrológica que se ha presentado en el primer trimestre 2026, en las cuencas más representativas del SEIN.

4.2 CUADRO RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL CICLO HIDROLÓGICO

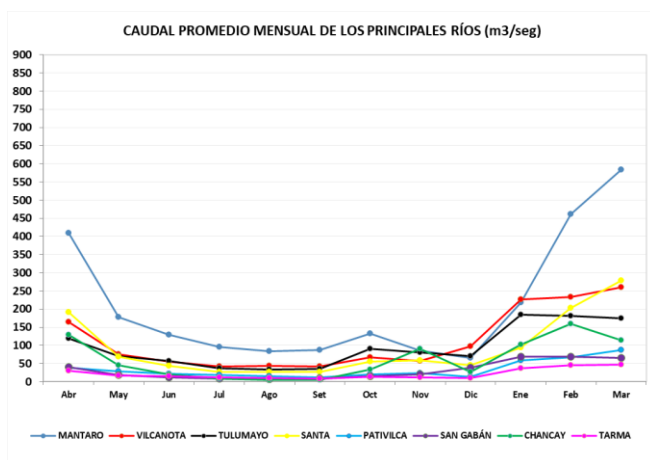
En la Tabla 4 se aprecia los caudales promedio de los principales ríos, los cuales presentan una variación respecto al año 2025. El primer trimestre del año abarca la época de avenida, por ende, los caudales tienden a aumentar. En el caso del caudal de los ríos Aricota y Vilcanota presentan una disminución en -50,61% y -33,09% respectivamente y en el caso de Chancay y Santa Eulalia se aprecia un incremento de 16,99% y 12,62% respectivamente.

Tabla 4. Caudal promedio de los principales ríos - primer trimestre 2025

RÍO	CAUDAL PROMEDIO (m³/s) - primer trimestre		VARIACIÓN %
	2025	2026	
MANTARO	622.24	420.93	-32.35%
VILCANOTA	358.34	239.75	-33.09%
TULUMAYO	170.14	180.14	5.88%
SANTA	245.95	191.76	-22.03%
PATIVILCA	86.12	70.31	-18.35%
SAN GABÁN	84.83	67.26	-20.72%
CHANCAY	106.90	125.05	16.99%
TARMA	42.12	42.96	1.99%
CHARCANI V	17.31	18.84	8.80%
RÍMAC	28.32	23.15	-18.25%
SANTA EULALIA	15.59	17.55	12.62%
ARICOTA	8.46	4.18	-50.61%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

Gráfico 11. Evolución de los caudales promedios (m³/s) 2026

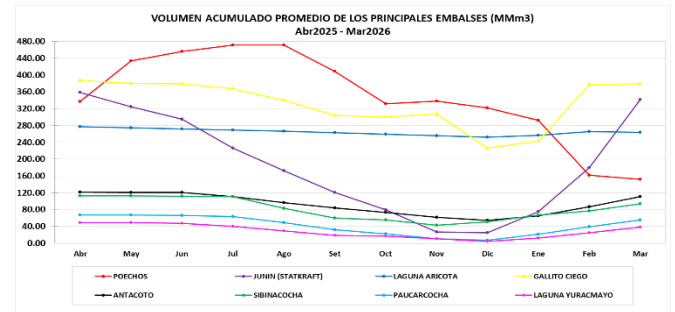


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

4.3 EVOLUCIÓN DE VOLUMEN ÚTIL DE PRINCIPALES EMBALSES

La evolución del volumen almacenado en los principales embalses del SEIN durante el periodo abril 2026 – marzo 2026, muestra el siguiente comportamiento.

Gráfico 12. Volumen acumulado de principales embalses



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la tabla siguiente se detalla el volumen embalsado acumulado durante el primer trimestre enero - marzo de los años 2025 y 2026, respectivamente. Dentro de las comparaciones, se aprecia que la mayor disminución se presenta en Embalse Junín (Statkraft) (-243,41 MMm³), y que en Gallito Ciego registró el mayor incremento de 98,84 MMm³ durante el primer trimestre.

Tabla 5. Volumen acumulado de los principales embalses al primer trimestre 2025-2026

EMBALSE	VOLUMEN ACUMULADO (MMm³) - Primer Trimestre		VARIACIÓN	VARIACIÓN EN MMm³
	2025	2026		
POECHOS	773.70	606.40	-21.62%	-167.30
JUNIN (STATKRAFT)	840.50	597.09	-28.96%	-243.41
LAGUNA ARICOTA	780.44	785.48	0.65%	5.04
GALLITO CIEGO	901.22	1,000.06	10.97%	98.84
ANTACOTO	333.01	263.10	-20.99%	-69.90
SIBINACOTHA	281.37	238.35	-15.29%	-43.02
PAUCARCOCHA	130.99	116.05	-11.41%	-14.94
LAGUNA YURACMAYO	122.08	76.39	-37.43%	-45.69
EMBALSE MALPASO	64.80	65.32	0.80%	0.52
LAGO VICONGA	48.18	37.73	-21.68%	-10.44
EMBALSE MARCAPOMACOTHA	33.29	35.76	7.42%	2.47
EMBALSE CERRO DEL ÁGUILA	34.08	18.28	-46.36%	-15.80
RESERVOIRIO TABLACHACA	9.73	9.59	-1.51%	-0.15
EMBALSE CHAGLLA	24.83	21.12	-14.92%	-3.70
EMBALSE HUALLAMAYO	2.89	2.81	-2.70%	-0.08
COMPENSACIÓN GALLITO CIEGO	1.52	1.21	-20.14%	-0.31
RESERVOIRIO TULUMAYO	1.06	2.02	91.57%	0.97
COMPENSACION RESTITUCIÓN	1.25	0.97	-21.93%	-0.27
RESERVOIRIO SAN DIEGO	1.72	1.39	-19.29%	-0.33
PRESA DE COMPENSACION PICUNCHA	0.38	0.27	-28.47%	-0.11
EMBALSE PALLCA	1.08	1.34	23.65%	0.26
RESERVOIRIO CHECRAS	0.98	1.19	20.99%	0.21
RESERVOIRIO CIRATO	1.33	1.26	-5.35%	-0.07
PRESA SHEQUE	1.20	1.07	-10.17%	-0.12
PRESA HUINCO	0.00	0.22	22071.00%	0.22
DIQUE CINCEL	0.15	0.16	11.03%	0.02
RESERVOIRIO CAPILLUCAS	0.94	0.51	-45.18%	-0.42
PRESA SAN GABÁN	0.44	0.30	-33.41%	-0.15
EMBALSE COMPENSACION ARICOTA	0.14	0.14	0.00%	0.00
PRESA SHAPIRINGO	0.37	0.26	-30.43%	-0.11
DIQUE CAMPANARIO	0.03	0.00	-100.00%	-0.03

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

5 EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO MAYOR

5.1 OBJETIVO

Esta sección tiene por finalidad evaluar el grado de cumplimiento de los programas de mantenimiento de las actividades de generación correspondientes al primer trimestre 2026.

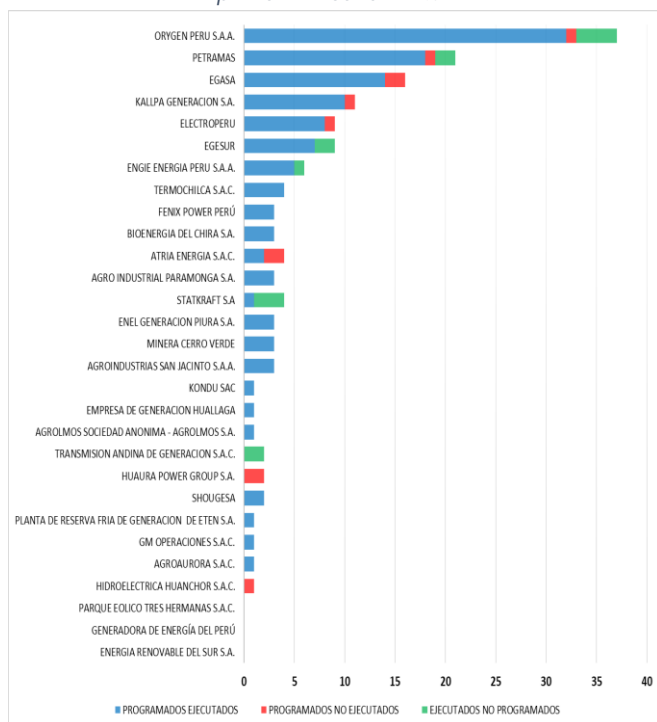
5.2 EVALUACIÓN Y GRADO DE CUMPLIMIENTO

Se ha efectuado la evaluación del número de ocurrencias de las actividades de mantenimiento mayor de generación que aprueba el COES-SINAC. Esta evaluación ha considerado aquellos trabajos cuya realización implica la indisponibilidad del equipo.

Tener en consideración que un mantenimiento mayor implica una actividad cuya ejecución requiere el retiro total de servicio de la unidad de generación durante un período superior a 24 horas.

En el Gráfico 13 se evalúa el primer trimestre del 2026, el cual muestra la cantidad de las actividades de mantenimientos por empresa que corresponden a mantenimientos mayores en generación. En total, se revisaron 252 actividades de mantenimiento mayor, de las cuales 138 fueron actividades programadas y 14 fueron actividades ejecutadas no programadas. De las 138 actividades programadas, 127 fueron efectivamente ejecutadas, mientras que 11 no se llevaron a cabo. De las 141 actividades ejecutadas, 100 fueron completadas en un tiempo menor al estimado inicialmente.

Gráfico 13. Mantenimiento mayor en generación por empresa primer trimestre 2026.

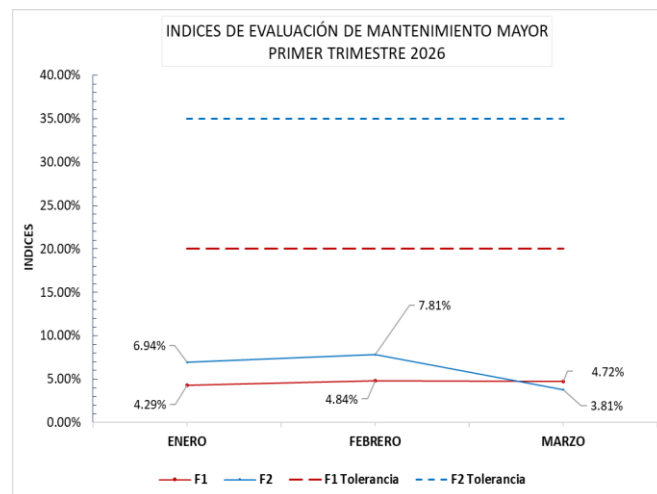


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

Para la evaluación del cumplimiento mayor en generación se emplean los índices de evaluación F1 (Para los mantenimientos programados no efectuados), F2 (Para los mantenimientos efectuados no programados). Las tolerancias son F1 máximo 20%, F2 máximo 35%.

El Gráfico 14 muestra que en el primer trimestre 2026 no se excedieron las tolerancias.

Gráfico 14. Índices de mantenimiento mayor en generación.



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

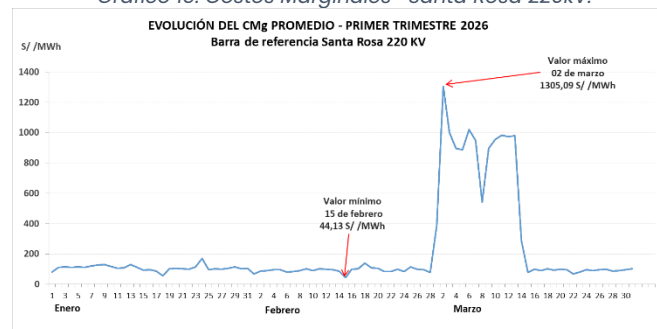
6 COSTOS

En este apartado se muestra la estadística del primer trimestre 2026 de los costos marginales y los costos operativos.

6.1 CMg PROMEDIO EN BARRA DE REFERENCIA SANTA ROSA 220 kV

Durante el primer trimestre (enero a marzo) 2026, los costos marginales promedios tuvieron un comportamiento variable. El máximo valor promedio diario se registró el 02 de marzo con 1305,09 S/ / MWh, el mínimo valor promedio diario se registró el 15 de febrero con 44,13 S/ / MWh. El promedio de todo el trimestre fue 217,78 S/ / MWh.

Gráfico 15. Costos Marginales- Santa Rosa 220kV.

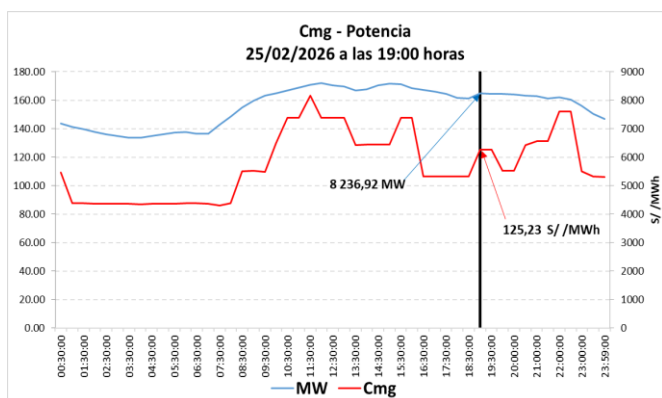


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

6.2 CMg EN MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL PRIMER TRIMESTRE 2026

La máxima demanda coincidente del SEIN en el primer trimestre fue el 25/02/2026 a las 19:00 h donde se alcanzó 8 236,92 MW, el CMg en dicho punto fue de 125,23 S/ / MWh.

Gráfico 16. Costo marginal en día de máxima demanda.



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

6.3 COSTOS OPERATIVOS

Durante el primer trimestre 2026 los costos operativos ascendieron a 564,41 millones de soles, presentando un aumento de 362,85 millones de soles respecto del primer trimestre 2025. Se observa a continuación que los costos operativos acumulados de enero a marzo del primer trimestre del 2026 son menores respecto al 2025. Cabe mencionar que a partir del 1 de julio del 2021 entró en vigencia la modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación", que modificó los costos variables de operación especialmente de las centrales térmicas a gas, tal como se aprecia en la tabla 6.

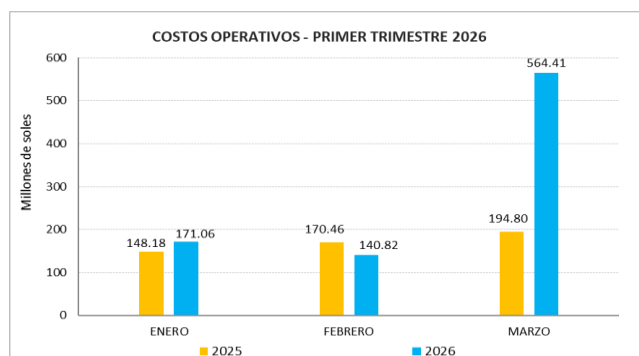
Tabla 6. Costos Variables de las Unidades de Generación después de la modificación del Procedimiento COES N° 31.

EMPRESA	GRUPO - MODO OPERACION	CV (\$/MWh) 31/03/2025	CV (\$/MWh) 31/03/2026	Var (%)
ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS3 TG5 - GAS	128.51	147.05	14.42%
ORYGEN PERU S.A.A.	STA ROSA TG8 - GAS	156.97	156.75	-0.14%
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG1 - GAS	181.82	177.84	-2.19%
ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS1 TG6 - GAS	104.90	102.04	-2.73%
KALLPA GENERACION S.A.	LAS FLORES TG1 - GAS	146.33	141.85	-3.06%
KALLPA GENERACION S.A.	LAS FLORES CCOMB TG1 - GAS	98.49	95.12	-3.42%
ORYGEN PERU S.A.A.	VENTANILLA TG4 - GAS	153.66	147.61	-3.94%
ORYGEN PERU S.A.A.	VENTANILLA TG3 - GAS	154.27	148.19	-3.94%
ORYGEN PERU S.A.A.	VENTANILLA CCOMB TG4 - GAS F. DIRECTO	107.43	103.19	-3.94%
ORYGEN PERU S.A.A.	VENTANILLA CCOMB TG3 - GAS F. DIRECTO	108.17	103.91	-3.95%
ORYGEN PERU S.A.A.	VENTANILLA CCOMB TG4 - GAS	107.01	102.79	-3.95%
ORYGEN PERU S.A.A.	VENTANILLA CCOMB TG3 - GAS	107.33	103.10	-3.95%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA CCOMB TG1 & TG3 - GAS	101.98	97.88	-4.02%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA CCOMB TG2 - GAS	104.08	99.69	-4.22%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA CCOMB TG3 - GAS	102.00	97.69	-4.22%
FENIX POWER PERU	FENIX GT11 - GAS	152.65	146.18	-4.24%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

En el mes de marzo se percibió el mayor costo de Operación (564,41 Millones de Soles).

Gráfico 17. Costos operativos – primer trimestre 2026



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

7 NORMAS DESTACADAS DEL SECTOR EN EL PRIMER TRIMESTRE 2026

Durante el periodo se destacan la incorporación y aprobación de las siguientes normas:

- Establecer con carácter forzoso a favor de la concesión definitiva de transmisión de energía eléctrica de la que es titular la empresa ATN S.A.

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 070-2026-MINEM/DM](#)

- Otorgar a favor de KALLPA GENERACIÓN S.A. la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables en el proyecto "Central Solar Fotovoltaica Sunny III".

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 063-2026-MINEM/DM](#)

- Calificar como fuerza mayor el evento "Impedimento legal en la obtención de la servidumbre para el desarrollo de la CONCESIÓN".

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 046-2026-MINEM/DM](#)

- Proyecto de Decreto Supremo que modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctrica, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM".

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 004-2026-MINEM/DM](#)

- Otorgar a favor de la EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA ALBA S.A.C., la concesión temporal de transmisión del proyecto "Línea de Transmisión 220 kV S.E. San José".

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 047-2026-MINEM/DM](#)

- Otorgar a favor de la empresa FERRENERGY S.A.C., la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables para el proyecto "Central Solar Fotovoltaica SMI".

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 041-2026-MINEM/DM](#)

8 NOTICIAS DESTACADAS DEL SECTOR

8.1 MINEM: Generación térmica a gas natural permite estabilizar tarifas en el sector eléctrico

Tras la crisis energética de marzo de 2026, el MINEM anunció la reanudación del suministro de gas natural para generación eléctrica, lo que permitió estabilizar los costos del sistema. El COES reportó la asignación de más de 223 millones de pies cúbicos de gas para las centrales térmicas del SEIN. Durante la crisis, la generación tuvo que operar con combustibles líquidos más costosos, elevando el costo marginal. Con el restablecimiento del gas, este indicador se redujo a aproximadamente 122 S/ por MWh, retornando a niveles habituales. Este evento evidenció la dependencia del

sistema eléctrico peruano del gas natural y la importancia de garantizar su continuidad operativa.



(*) Fuente: gob.pe.

<https://acortar.link/ouRssI>

8.2 Se aprueba el Procedimiento Técnico COES N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia y se modifica el Glosario de Abreviaturas y Definiciones del COES

En febrero de 2026, el regulador aprobó el nuevo Procedimiento Técnico COES N.º 22, orientado a la “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia”. Esta actualización responde a la necesidad de mejorar la estabilidad del sistema eléctrico y optimizar el control de frecuencia ante variaciones en la generación y demanda. La norma reemplaza una versión anterior vigente desde 2020, incorporando mejoras basadas en la experiencia operativa del sistema. Asimismo, incluye ajustes en el glosario técnico del COES para estandarizar conceptos. Su implementación fortalece la confiabilidad del SEIN y alinea la operación con estándares modernos de regulación secundaria, fundamentales en sistemas con mayor penetración de generación variable



(*) Fuente: rubio.pe

<https://acortar.link/dFjW5S>

8.3 Electrificación rural: MINEM concluirá 9 obras en ocho regiones durante el primer semestre de 2026

Durante febrero de 2026, el Ministerio de Energía y Minas anunció que concluirá nueve proyectos de electrificación rural en ocho regiones del país. Estas iniciativas, ejecutadas a través de la Dirección General de Electrificación Rural, representan una inversión superior a S/ 280 millones y beneficiarán a más de 45 mil personas en 482 localidades. Los proyectos buscan cerrar brechas de acceso al servicio eléctrico, especialmente en zonas alejadas sin cobertura energética. Además, contribuirán a mejorar la calidad de vida y fomentar actividades productivas locales. Este avance es clave dentro del Plan Nacional de Electrificación Rural, que prioriza el acceso universal a la electricidad como motor de desarrollo social y económico.



(*) Fuente: rumbominero.com.

<https://acortar.link/MR7D4f>